Northern Oil and Gas Annual Report 1997

The management of oil and gas resources North of 60^0 latitude in the Northwest Territories and in Yukon is a federal responsibility. This responsibility is carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands north of 60^0 latitude is exercised under two federal statutes: the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA). The CPRA governs the allocation of Crown lands to the private sector, tenure to the allocated rights, and the setting and collection of royalties. It is administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development. The COGOA regulates the industrial activities with respect to resource conservation, environmental protection and safety of workers. It is administered by the National Energy Board.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada | Affaires indiennes et du Nord Canada

102-00304/

Published under the authority of the
Honourable Jane Stewart, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 1998

© Minister of Supply and Services Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 1997

MESSAGE FROM THE HONOURABLE JANE STEWART
MINISTER OF INDIAN AFFAIRS AND NORTHERN DEVELOPMENT

I am pleased to table before Parliament the Northern Oil and Gas Report for 1997.

Readers will find this report interesting and informative. The oil and gas industry in Northern Canada continues building its partnerships with the Government of Canada, territorial governments and Aboriginal groups in the North.

The Canada- Yukon Oil and Gas Accord of 1993 was re-introduced to Parliament. The proposed legislation aims to carry forward the agenda of devolution to the Yukon government, making it responsible for administration and regulation of onshore oil and gas exploration and development in Yukon. The transfer of powers is expected to take place in 1998.

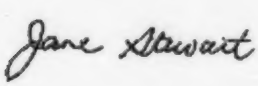
In the Southern NWT, new gas reserves were uncovered in 1997. Across the NWT, there were 13 wells drilled and approximately $45 million in exploration work completed. In the Mackenzie Delta, the Inuvialuit Petroleum Corporation (IPC) submitted a development plan for the Ikhil gas field which could end the dependency of the Town of Inuvik on imported petroleum products. Town residents could soon be using a cheaper and cleaner source of energy.

In conjunction with the energy sector and with our northern partners, we are careful to safeguard the environment of the North. Today's projects are built in a responsible and sustainable fashion with an eye toward the future health of the environment and the people who depend on it, both in the energy sector and for other users of the land.

The northern oil and gas industry continues to generate business and job opportunities in the region. It provides a vehicle for building stronger communities by opening up chances for Aboriginal and non-Aboriginal workers to learn trades, to develop their own business ventures and to find work close to home.

Economic development in the North is guided by the four principles of Gathering Strength: Canada's Aboriginal Action Plan -- partnership, strengthened Aboriginal governance, a new fiscal relationship, and building stronger communities. We are committed to work with our northern partners to bring about meaningful change that will strengthen northern communities both socially and economically.

Yours sincerely,



Jane Stewart P.C., M.P.

Canada's Northern Frontier Lands

Contents

Overview of Northern Oil and Gas Activities 3
Discovered Resource Inventory 4
Northern Oil and Gas Resources 5
Oil and Gas Management
Rights Issuance 6
Northern Benefits 6
Environmental Considerations 6
Environmental Studies Research Funds 7
Canada-Yukon Oil & Gas Accord 7
Oil and Gas Revenues Received (Chart) 7
Expenditures & Royalties 7
Development and Production
Norman Wells 8
Pointed Mountain 8
Bent Horn 8
Kotaneelee 8
Ikhil Gas Field 9
Chance Field-Yukon 9
Statistical Overview
Oil and Gas Production (Chart) 10
Activity Status 10
Exploration Licences Issued in 1997 11
Exploration Licences Issued Before 1997 12
Land Status 14
Regional Exploration Activity 15
Well Activity - Exploration Drilling 16
Well Activity - Development Drilling 17
Well Activity - Abandonments 17
Sources of Information
Northern Oil and Gas Directorate 18
Other Sources of Information 19
Maps
Canada's Northern Frontier Lands 1

OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

For the third year in a row, the rights issuance process has attracted new investors to the Mackenzie Valley. In 1997, nine exploration licences were awarded to AEC-West, Canadian Abraxas, Cascade Oil and Gas, Grand River Resources, International Frontier Resources, Murphy Oil and Ranger Oil.

The rights issuance cycle initiated in the Central Mackenzie Valley in 1996 resulted in work expenditure bids totalling $35,153,243 for seven of the eleven parcels posted. The call for nominations had attracted posting requests for some 1 070 572 hectares. The call for bids which closed in May 1997, resulted in the issuance of exploration licences totalling 577 018 hectares.

Two more exploration licences were issued to Husky Oil and Gulf Canada in the Mackenzie Delta in exchange for 21 exploration permits in the Cape Bathurst area. Cape Bathurst is part of the land for which the Inuvialuit received title, including minerals, under the Inuvialuit Final Agreement in 1984. The exchange allowed government to honour its commitments and deal with industry's exploration rights fairly.

One of the Department's objective in inviting resource development to the North is to diversify and strengthen the northern economy in support of land claim objectives and to enhance northern participation in all aspects of the economy.

In an effort to strengthen relationships with local communities, the Department undertook a review of the rights issuance process in collaboration with northern communities interested in oil and gas activity. This review should assist in providing greater certainty to both local communities and industry as future rights issuance initiatives in the Central Mackenzie Valley are undertaken.

Exploration activity continued on exploration licences issued in 1995, 1996 and 1997. Six exploratory wells were commenced in 1997 on existing exploration licences, for a total of seven new exploratory wells drilled on licences issued in 1995 and subsequently. The exploration rights granted expire if a well is not drilled on the licence within four years of issuance. As of December 31, the requirement to drill a well had been met for six of the 28 licences with this stipulation.

Eight field geophysical operations were conducted in 1997. The total kilometrage of seismic shot, (449 km) was somewhat less than in previous years, reflecting progression to an emphasis on exploratory drilling as exploration licences mature.

One development 3-D seismic survey was conducted over the Ikhil discovery in the Mackenzie Delta. A development plan for this field was submitted and approved in 1997 by the National Energy Board.

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $46.9 million. The creation of jobs and business opportunities for northern communities was focussed in the areas seeing active exploration: Tulita and Norman Wells in the Central Mackenzie Valley and Fort Liard in the southern Northwest Territories.

The annual call for nominations for the Beaufort Sea and Mackenzie Delta region

closed in April 1997. Although a region with high potential and 53 oil and gas discoveries -as yet undeveloped- no nominations were received.

In 1997, the federal legislation enabling the transfer to Yukon of the responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas in the Territory, in accordance with the Canada Yukon Oil and Gas Accord, received first and second readings in the House of Commons.

Royal Assent and implementation of the Accord are expected in 1998.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1997	
Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.9
Licences active as of year-end (includes exploration, significant discovery and production licences)	174
Licences issued during the year	9
Natural gas production (millions of cubic metres)	574
Oil production (millions of cubic metres)	1.585
Exploration, development and abandonment expenditures ($millions)	46.9
Oil and gas revenues received in 1996 ($millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	9.8

Discovered Resource Inventory		
	Crude Oil (millions of m^3)	**Natural Gas** (billions of m^3)
Mainland Territories	39	35
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	360
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**345**	**811**

closed in April 1997. Although a region with high potential and 53 oil and gas discoveries -as yet undeveloped- no nominations were received.

In 1997, the federal legislation enabling the transfer to Yukon of the responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas in the Territory, in accordance with the Canada Yukon Oil and Gas Accord, received first and second readings in the House of Commons.

Royal Assent and implementation of the Accord are expected in 1998.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1997	
Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.9
Licences active as of year-end (includes exploration, significant discovery and production licences)	174
Licences issued during the year	9
Natural gas production (millions of cubic metres)	574
Oil production (millions of cubic metres)	1,585
Exploration, development and abandonment expenditures ($millions)	46.9
Oil and gas revenues received in 1996 ($millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	9.8

Discovered Resource Inventory		
	Crude Oil (millions of m^3)	**Natural Gas** (billions of m^3)
Mainland Territories	39	35
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	360
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**345**	**811**

NORTHERN OIL AND GAS RESOURCES

Estimates of oil and gas resources discovered in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands (including the eastern Arctic offshore) amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

Over time, and in the absence of new discoveries, the total remaining resources declines as fields are produced. As of the end of 1997, the North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24 percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. Major basins with proven petroleum potential lie beneath the mainland Northwest Territories and Yukon between the Canadian Shield in the East and the Rocky Mountains to the west (overlying the northern part of the Western Canada Sedimentary Basin); the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and the Arctic Islands (the Sverdrup and Franklinian basins).

In the far northwest, oil and gas have been found in the Eagle Plain of the Yukon, and in the east, gas/condensate has been discovered on the continental shelf southeast of Baffin Island. Between these geographic extremes lie numerous basins and subbasins with petroleum potential which remain largely unexplored.

The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley (with some production from the much smaller Bent Horn field in the Arctic Islands). Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	2%	1%	1%	4%
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	18%	21%	12%	15%
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	5%	16%	13%	21%
Northern Canada Total	25%	38%	26%	40%

* As of end 1996: source - National Energy Board.

NORTHERN OIL AND GAS RESOURCES

Estimates of oil and gas resources discovered in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands (including the eastern Arctic offshore) amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

Over time, and in the absence of new discoveries, the total remaining resources declines as fields are produced. As of the end of 1997, the North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24 percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. Major basins with proven petroleum potential lie beneath the mainland Northwest Territories and Yukon between the Canadian Shield in the East and the Rocky Mountains to the west (overlying the northern part of the Western Canada Sedimentary Basin); the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and the Arctic Islands (the Sverdrup and Franklinian basins).

In the far northwest, oil and gas have been found in the Eagle Plain of the Yukon, and in the east, gas/condensate has been discovered on the continental shelf southeast of Baffin Island. Between these geographic extremes lie numerous basins and subbasins with petroleum potential which remain largely unexplored.

The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley (with some production from the much smaller Bent Horn field in the Arctic Islands). Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	2%	1%	1%	4%
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	18%	21%	12%	15%
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	5%	16%	13%	21%
Northern Canada Total	25%	38%	26%	40%

* As of end 1996: source - National Energy Board.

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

The Central Mackenzie Valley Call for Bids, initiated in the fall of 1996, closed in May 1997. Seven of the eleven parcels posted attracted work expenditure bids totaling $35,153,243. The exploration licences issued cover some 577 018 hectares of land.

In 1994, thirteen parcels were offered in the Southern and Central Mackenzie Valley resulting in ten exploration licences issued in exchange for work proposals of $27,046,389. In 1995, thirteen new parcels were offered for the same region, resulting in eleven exploration licences issued in exchange for work proposals totalling $29,660,131.

Since 1994, a total of 30 new exploration licences covering some 1 411 068 hectares have been issued in the Northwest Territories. Work proposals total $91,859,763. At the end of 1997, approximately twenty oil and gas companies held newly acquired exploration acreage in the North.

In 1997, the annual call for nominations in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area was launched in January. The call for nominations closed on April 4, 1997 with no new posting requests received.

On January 6, 1997, Husky Oil Operations Ltd. and Gulf Canada Resources Limited received two new oil and gas exploration licences in the Mackenzie Delta in exchange for the surrender of 21 former permits in the Cape Bathurst region of the N.W.T. These former permits were on land for which the Inuvialuit received title, including subsurface mineral rights, under the Inuvialuit Final Agreement in 1984. The land exchange was concluded with the support of the Inuvialuit and the Government of the Northwest Territories and allowed Canada to honour its commitments under the Inuvialuit Final Agreement as well as Husky's and Gulf's exploration rights.

Northern Benefits

When exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for northerners, and give first consideration to qualified individuals resident in regional communities.

The gradual reopening of the mainland Northwest Territories to oil and gas exploration is beginning to generate employment and business opportunities for northern communities.

In particular, the community of Fort Liard has seen continued growth in local businesses and employment due to oil and gas exploration. As well, the Sahtu communities of Tulita and Norman Wells are gaining economic benefits from renewed exploration activity.

Environmental Considerations

Prior to issuing Calls for Nominations consultations are held with First Nations to identify areas of environmental sensitivity, including those holding special interest for cultural or spiritual reasons to First Nations. Some of these areas are then either excluded from the lands available for nomination or are flagged as being subject to certain terms and

conditions at the activity permitting stage. Environmental considerations also play an important role in regard to the issuance of land use permits, water licences and all work authorizations.

The Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the Canada Petroleum Resources Act, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders. Levies have not been imposed since 1994 as no new projects were initiated. Since its inception in 1983, the ESRF has published 134 reports which are available from the National Energy Board.

Canada-Yukon Oil & Gas Accord

The Federal and Yukon governments signed the Canada-Yukon Oil and Gas Accord in May 1993. This agreement provides for the transfer to Yukon of the responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas exploration and development in Yukon. This provincial-type responsibility will be exercised by the government of Yukon once the agreement is implemented.

Bill C-8, the *Canada-Yukon Oil and Gas Accord Implementation Act*, was introduced into Parliament on October 2, 1997. The proposed Act had to be reintroduced after Bill C-50 died on the order paper when the federal election was called in April 1997. The proposed legislation, once passed by Parliament, will implement the agreement. An implementation date will be set once the federal legislation receives Royal Assent.

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1993	1994	1995	1996	1997
Royalty	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982
Rentals	25 755	7 818	7 818	7 525	7 818
Issuance/Registration Fees	886	17 897	4 621	14 907	22 464
Work Deposit Forfeitures	0	1 050 119	10 576 840	649 000	0
Total	7 102 503	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264

Expenditures & Royalties

Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $10 million during 1997. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations received a share in fulfilment of royalty sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Exploration and development expenditures amounted to $46.6 million.

conditions at the activity permitting stage. Environmental considerations also play an important role in regard to the issuance of land use permits, water licences and all work authorizations.

The Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the Canada Petroleum Resources Act, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders. Levies have not been imposed since 1994 as no new projects were initiated. Since its inception in 1983, the ESRF has published 134 reports which are available from the National Energy Board.

Canada-Yukon Oil & Gas Accord

The Federal and Yukon governments signed the Canada-Yukon Oil and Gas Accord in May 1993. This agreement provides for the transfer to Yukon of the responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas exploration and development in Yukon. This provincial-type responsibility will be exercised by the government of Yukon once the agreement is implemented.

Bill C-8, the *Canada-Yukon Oil and Gas Accord Implementation Act*, was introduced into Parliament on October 2, 1997. The proposed Act had to be reintroduced after Bill C-50 died on the order paper when the federal election was called in April 1997. The proposed legislation, once passed by Parliament, will implement the agreement. An implementation date will be set once the federal legislation receives Royal Assent.

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1993	1994	1995	1996	1997
Royalty	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982
Rentals	25 755	7 818	7 818	7 525	7 818
Issuance/Registration Fees	886	17 897	4 621	14 907	22 464
Work Deposit Forfeitures	0	1 050 119	10 576 840	649 000	0
Total	7 102 503	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264

Expenditures & Royalties

Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $10 million during 1997. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations received a share in fulfilment of royalty sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Exploration and development expenditures amounted to $46.6 million.

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Norman Wells

Imperial Oil's Norman Wells oil field lies in the central Mackenzie Valley about halfway between oil producing regions of northern Alberta and the undeveloped resources of the Mackenzie Delta and offshore Beaufort Sea.

The field, at the current terminus of the Norman Wells pipeline is strategically placed to act as a focus for production from future oil discoveries in the mid-section of the Mackenzie Valley -- currently the object of intense exploration. Interprovincial Pipeline Ltd's 30 cm (12") diameter line runs from the Norman Wells field to Zama, Alberta, 866 km to the south. Towards the end of 1997, oil was pumping at rates of about 4,770 cubic metres per day.

Norman Wells production in 1997 was 1.585 x 10^6 cubic metres, reflecting the expected gentle decline in production over the previous year. A total of 135.5 x 10^6 cubic metres of gas was produced with the oil. Seven development wells were drilled within the Norman Wells field in 1997. These were drilled as part of a continuing program to optimize recovery of known reserves.

Pointed Mountain

Amoco-operated Pointed Mountain gas field entered production in 1972. Peak production approaching 1.0 x 10^9 cubic metres per year in the mid-1970s was followed by decline to a production plateau at about one tenth of this flow in 1988. Rates of this order endured until 1994 when production again began to show significant decline. Total gas produced in 1997 was 33.9 x 10^6 cubic metres, 72% of the total for the previous year. Gas from the single producing well flows through a raw gas pipeline to Fort Nelson, B.C., where it enters the Westcoast system.

Bent Horn

The National Energy Board (NEB) reported that the *M.V. Arctic* oil tanker, carrying approximately 100 000 barrels, departed Bent Horn for Montreal August 27, 1997 with the last load of crude from Bent Horn. Abandonment of the Bent Horn facility continues, and is expected to be completed in 1999.

Kotaneelee

The Kotaneelee gas field in southeastern Yukon is operated by Anderson Oil and Gas. The field lies 11 km north of the border with British Columbia and some 30 km southwest of the Pointed Mountain gas field.

After producing a small amount of gas in 1979 and 1980, the field was shut in until 1991. Production peaked in 1992 and the field has since entered the expected gentle decline.

In 1997, total production of natural gas was 404.5 x 10^6 cubic metres, 95% of 1996 production. Gas is produced from two wells and enters the raw gas pipeline running south from the Pointed Mountain field.

Ikhil Gas Field

A development plan for the Ikhil K-35 gas discovery on the Mackenzie Delta was filed with the National Energy Board (NEB) by the Inuvialuit Petroleum Company.

The field lies some 50 km north of the town of Inuvik and the project will supply gas by pipeline to this community for electrical power generation and town gas.

The Development plan was approved by the NEB on 23 December 1997 subject to the consent of the Governor in Council.

This project will substantially replace diesel fuel imported to Inuvik from Edmonton with locally produced natural gas. This increases local self-sufficiency, improves efficiency, and is expected to reduce energy costs substantially. The project furthers sustainable development objectives of this remote community.

Chance Field, Yukon

Northern Cross (Yukon) Ltd. plans to reenter and evaluate wells at the Chance oil and gas discovery on the Eagle Plain of northern Yukon. Field operations are expected to commence in the spring of 1998.

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of Northern Oil and Gas. A breakdown is also provided by region. The exploration, development, production and resource inventory statistics below and reported previously are provided courtesy of the National Energy Board. Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates. Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Oil and Gas Production

	1993	1994	1995	1996	1997
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1790.0	1730.0	1697.6	1631.8	1584.6
Bent Horn	56.9	52.9	35.3	39.6	0
Total	1846.9	1782.9	1732.9	1671.4	1584.6
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	99.6	63.6	65.9	47.2	33.9
Norman Wells	133.6	123.9	129.8	132.4	135.5
Kotaneelee	492.3	471.1	442.9	427.5	404.5
Total	725.5	658.6	638.6	607.1	573.9

Activity Status

	1993	1994	1995	1996	1997
Licences issued	2	0	10	11	9
Wells spudded	0	4*	3	7	13
Metres drilled	0	6 471 *	4 850	12 677	17 163
Wells terminated	0	4	3	6	12
Geophysical programs run	2	0	3	15	8
Reflection seismic (km)	340	0	698	922	449
Rig–months	0	5*	3	5	20
Industry Expenditures ($million)	15.5	12.4	16.6	50	46.9

* Corrections.

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of Northern Oil and Gas. A breakdown is also provided by region. The exploration, development, production and resource inventory statistics below and reported previously are provided courtesy of the National Energy Board. Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates. Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Oil and Gas Production

	1993	1994	1995	1996	1997
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1790.0	1730.0	1697.6	1631.8	1584.6
Bent Horn	56.9	52.9	35.3	39.6	0
Total	1846.9	1782.9	1732.9	1671.4	1584.6
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	99.6	63.6	65.9	47.2	33.9
Norman Wells	133.6	123.9	129.8	132.4	135.5
Kotaneelee	492.3	471.1	442.9	427.5	404.5
Total	725.5	658.6	638.6	607.1	573.9

Activity Status

	1993	1994	1995	1996	1997
Licences issued	2	0	10	11	9
Wells spudded	0	4*	3	7	13
Metres drilled	0	6 471*	4 850	12 677	17 163
Wells terminated	0	4	3	6	12
Geophysical programs run	2	0	3	15	8
Reflection seismic (km)	340	0	698	922	449
Rig–months	0	5*	3	5	20
Industry Expenditures ($million)	15.5	12.4	16.6	50	46.9

* Corrections.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued In 1997							
LICENCE No.	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y.m.d.)				WORK BID
			Issue	Well to be drilled by		Expiry	
EL 384	85 761	Husky Oil Operations Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	n/a *1
EL 385	128 327	Husky Oil Operations Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	n/a *1
EL 386	114 737	Grand River Resources Inc.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$1 072 000
EL 387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$9 482 688
EL 388	30 696	Murphy Oil Company Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$2 831 080
EL 389	46 738	Canadian Abraxas Petroleum Limited	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$3 101 015
EL 390	50 938	Ranger Oil Limited	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	$6 200 000
EL 391	71 816	International Frontier Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$4 000 000
EL 392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$8 466 460

*1 Land exchange for Cape Bathurst Former Permits.

✓ The drilling of one (1) exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2. Well requirement met as of year end.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued Before 1997							
LICENCE No.	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y.m.d.)				WORK BID
			Issue	Well to Be Drilled by		Expiry	
Eastern Arctic Offshore							
EL 297	931 640	CanNat Resources Inc.	1986.07.15	n/a		1998.07.14	n/a [*3]
Beaufort Sea\Mackenzie Delta							
EL 317 [1*]	175 810	Pembina Resources	1986.10.05	n/a		n/a	n/a [*3]
EL 329 [1*]	349 982	Amoco Canada Resources Ltd.	1987.09.05	n/a		n/a	
EL 344 [2*]	7 787	Imperial Oil Resources Limited	1987.06.01	n/a		n/a	
EL 355 [2*]	15 351	Imperial Oil Resources Limited	1990.08.01	n/a		1998.08.01	$1 500 031
Mainland - Southern NWT							
EL 362	20 918	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 838 075
EL 363	9 864	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	$3 529 000
EL 364	13 357	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 278 934
EL 365	20 635	Ocelot Energy Inc.	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 500 000
EL 366	11 839	Chevron Canada Resources Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 201 200
EL 367	24 382	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 768 600
EL 368	23 085	Paramount Resources Ltd.	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$2 800 000
EL 369	25 737	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	$8 765 580

[*1] Under work prohibition orders.
[2*] Maintained under applications for significant discovery.
[*3] Originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.
✓ The drilling of one (1) exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2. Well requirement met as of year end.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued Before 1997 cont'd							
LICENCE NO.	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y.m.d.) Issue	Well to Be Drilled by		Expiry	WORK BID
Mainland - Southern NWT							
EL 378	23 145	Husky Oil Operations Ltd.	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$3 154 000
EL 379	24 420	Norcen Energy Resources Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$6 388 731
EL 380	25 606	Paramount Resources Ltd.	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$2 200 000
EL 381	21 236	Unocal Canada Exploration Limited	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	$6 250 000
EL 382	25 335	Ocelot Energy Inc.	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	$1 100 000
EL 383	25 515	Shell Canada Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$1 224 400
Mainland - Central Mackenzie Valley							
EL 371	75 196	Foxboro Ltd.	1995.06.08	2000.06.07		2004.06.07	$1 150 000
EL 372	88 693	Ranger Oil Limited	1995.05.18	1999.05.17		2003.05.17	$3 215 000
EL 373	99 560	Grand River Resources Inc.	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	$1 226 000
EL 374	138 170	Grand River Resources Inc.	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	$1 042 000
EL 375	3 508	Murphy Oil Company Ltd.	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	$2 806 000
EL 376	86 156	Canadian 88 Resources Corp.	1996.03.27	2000.03.26		2004.03.26	$1 200 000
EL 377	47 693	Ranger Oil Limited	1996.03.27	2000.03.26		2004.03.26	$3 069 000

✓ The drilling of one (1) exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2. Well requirement met as of year end.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Land Status					
	1993	1994	1995	1996	1997
Number of Licences Issued					
Mainland Territories	0	0	10	11	7
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	2	0	0	0	2
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	2	0	10	11	9
Number of Licences Active					
Mainland Territories	53	53	63	74	81
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	73	72	69	68	70
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	23	23	23	23	23
Total	149	148	155	165	174
Lands Issued in Licences (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0	0	0.3	0.5	0.6
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0*1	0	0	0	0.2
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0	0	0.3	0.5	0.8
Lands Relinquished or Surrendered (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0	0	0	0	0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0*1	0*1	0.1	0.1	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0	0*1	0.1	0.1	0
Lands Held Under Licence (in millions of ha)					
Mainland Territories	0.2	0.2	0.5	1.0	1.6
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	1.1	1.1	1.0	0.9	1.1
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Total	2.6	2.6	2.8	3.2	4 .0

*1 Less than 0.1 million hectares.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Regional Exploration Activity

	1993	1994	1995	1996	1997
Mainland Territories					
Wells spudded					
Exploratory/delineation	0	0	0	1	6
Development	0	4	3	6	7
Wells terminated *1					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	5
Development	0	4	3	6	7
Metres drilled					
Exploratory/delineation	0	0	0	1 309	11 281
Development	0	0	4 850	11 368	5 882
Rigs active	0	0	1	2	6
Geophysical programs run	1	0	8	15	7
Reflection seismic (km)	55	0	698		449
Total money spent (millions of $)	11.1	12.8	16.47	921.5*2 33.25	43.55*3
Mackenzie Delta & Beaufort Sea					
Wells spudded	0	0	0	0	0
Wells Terminated	0	0	0	0	0
Metres drilled	0	0	0	0	0
Rigs Active	0	0	0	0	1
Geophysical programs run	1	0	0	0	1
Reflection seismic (km)	285 *2	0	0	0	199*2
Total money spent (millions of $)	18.9	4	0.04	3.5	3.05
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore					
Wells spudded	0	0	0	0	0
Wells terminated	0	0	0	0	0
Metres drilled	0	0	0	0	0
Rigs Active	0	0	0	0	0
Geophysical programs run	0	0	0	0	0
Reflection seismic (km)	0	0	0	0	0
Total money spent (millions of $)	0.4	0	0.1	13.0 *4	0

*1 In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.

*2 Includes three-dimensional seismic equivalent.

*3 Includes two well abandonments in Yukon.

*4 Estimated cost of abandoning four wells, including two at the Bent Horn Field.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Well Activity: Exploration Drilling

Well Name	LOCATION Latitude \Longitude	Status	Total Depth
Mainland Northwest Territories			
Ucel OEI Liard K-02	60°11'33.8" N 123°31'10.2" W	COMPLETED: spud 1996.12.14; rig release 1997.01.20 (Cactus #1)	1657 m
Paramount Bovie C-76	60°15'14.8" N 122°59'22.3" W	COMPLETED: spud 1997.01.16; rig release 1997.03.30 (Kenting #22)	3220 m
Paramount Bovie C-76 (Re-entry)	60°15'14.8" N 122°59'22.3" W	REENTRY: spud 1997.12.18; (Rig - Alberta Gold #30)	3220 m
OEI Liard N-60	60°19'55.3" N 123°10'36.0" W	COMPLETED: spud 1997.12.12; rig release 1997.12.25 (Precision #403)	835 m
Ranger Fort Liard P-66	60°35'55.7" N 123°41'25.3" W	COMPLETED: spud 1997.01.10; rig release 1997.07.13 (Cactus #26E)	3121 m
Ranger Fort Liard P-66A	60°35'55.7" N 123°41'25.3" W	DRILLING: spud 1997.07.14; (rig -Cactus #26E)	3500 m
Murphy Discovery Ridge H-55	65°24'15.7"N 126°54'25.0"W	COMPLETED: spud 1997.02.26; rig release 1997.03.12 (Shehtah #1)	580 m
IPC et al Ikhil K-35 (work-over)	68°44'43.7"N 134°09'16.1"W	COMPLETED: spud 1997.02.22; rig release 1997.03.19 (Roll'n #12)	1540 m
Ranger Nota Creek C-17	65°06'01.0" N 126°02'56.0" W	DRILLING: spud 1997.12.20; (rig- Shehtah #1)	to be determined

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Well Activity : Development Drilling			
Well Name	**LOCATION Latitude \ Longitude**	**Status**	**Total Depth**
Mainland Northwest Territories			
Imp Norman Wells P-32X (Producer)	65°15'28.9" N 126°53'56.4" W	COMPLETED: spud 1997.06.16; rig release 1997.07.07 (Shehtah #1)	960 m
Imp Norman Wells M-42X (Producer)	65°15'30.8" N 126°52'30.9" W	COMPLETED : spud 1997.07.13; rig release 1997.08.16 (Shehtah #1)	781 m
Imp Norman Wells M-39X (Producer)	65°15'30.7" N 126°52'31.0" W	COMPLETED: spud 1997.08.17; rig release 1997.08.29 (Shehtah #1)	945 m
Imp Norman Wells N-40X (Injector)	65°15'30.5" N 126°52'31.2" W	COMPLETED: spud 1997.08.30; rig release 1997.09.05 (Shehtah #1)	750 m
Imp Norman Wells O-40X (Producer)	65°15'30.4" N 126°52'31.3" W	COMPLETED: spud 1997.09.07; rig release 1997.09.13 (Shehtah #1)	811 m
Imp Norman Wells Q-37X (Producer)	65°15'28.9" N 126°53'55.9" W	COMPLETED: spud 1997.09.15; rig release 1997.09.21 (Shehtah #1)	739 m
Imp Norman Wells O-38X (Producer)	65°15'28.9" N 126°53'55.6" W	COMPLETED: spud 1997.09.22; rig release 1997.09.29 (Shehtah #1)	896 m

Well Activity - Abandonments			
Mainland Yukon			
Columbia et al Kotaneelee YT E-37	60°06'27.0"N 124°07'16.0"W	ABANDONED: 1997.08.17	4191.0 m
CS et al N. Beaver R. YT I-27	60°06'40.6"N 124°03'53.3"W	ABANDONED: 1997.09.26	4418.1 m
Mackenzie Delta & Beaufort Sea			
Sun SOBC BVX et al Garry P-04	69°23'45.8" N 135°30'19.4" W	ABANDONED: 1997.03.30	3352.8 m
Sun CCL BVX et al Garry G-07	69°26'23.0" N 135°30'56.0" W	ABANDONED: 1997.03.29	4021.2 m

SOURCES OF INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
OTTAWA, Ontario, Canada K1A 0H4

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from: Chief, Rights Issuance and Policy-
Telephone (819) 994-1606.

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from: Rights Administrator /Registrar-
Telephone (819) 953-8490.

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities is available from: Staff Geologist -Telephone (819) 953-8722.

Other relevant departmental information and publications such as *Land Use Regulations, Environmental Operating Guideline Handbooks* and land claim settlement agreements are available from the department's Enquiries Kiosk, by calling (819) 997-0380 or by Fax (819) 953-3017.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development

Street Address: 6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.inac.gc.ca/oil/index.html

Other Sources of Information

National Energy Board (NEB)
Energy Plaza
311–6th Ave. SW,
Calgary AB T2P 3H2
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

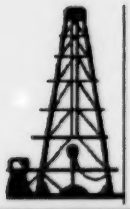
Through the offices of the NEB, information on the following is available:

- the Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- the Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and
- the Environmental Directorate has information relating to the Environmental Studies Research Funds.

The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at 3303-33rd Street NW, Calgary AB T2L 2A7.
Telephone: (403) 292-7000 Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:
Core Storage and Laboratory,
Atlantic Geoscience Centre, Bedford Institute of Oceanography,
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127 Fax: (902) 426-6186

Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:
Office of Energy Research and Development,
Natural Resources Canada,
580 Booth Street, Ottawa ON K1A 0E4
Telephone: (613) 995-8860 Fax: (613) 995-6146



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1997

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60e parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC réglemente les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Jane Stewart, c.p., députée,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1998

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas – Annual Report 1997

MESSAGE DE MADAME JANE STEWART, MINISTRE DES AFFAIRES INDIENNES ET DU NORD CANADIEN

Je suis heureuse de deposer a la Chambre des communes le Rapport sur le petrole et le gaz du Nord de 1997.

Les lecteurs trouveront ce rapport aussi interessant qu'informatif. L'industrie petroliere et gaziere du Nord canadien continue d'edifier des partenariats avec le gouvernement du Canada, les gouvernements territoriaux et les groupes autochtones du Nord.

Nous avons presente a la Charribre des communes des modifications a 1'Accord Canada- Yukon sur le gaz de 1993. Ces modifications avaient pour but de faire avancer le transfert des responsabilites vers le gouvernement du Yukon en lui confiant la responsabilite de 1'administration et la reglementation de 1'exploration et 1'exploitation du gaz et du petrole produit a terre, dans les terres du Yukon. Ce transfert de pouvoir devrait avoir lieu en 1998.

Dans la region sud des Territoires-du-Nord-Quest, de nouvelles reserves de gaz ant etc decouvertes en 1997. D'un bout a 1'autre des Territoires-du-Nord-Quest, 13 puits ant etc fores et environ 45 millions de dollars ont etc consacres a des travaux d'exploration. Dans le delta du Mackenzie, la Inuvialuit Petroleum Corporation (IPC) a soumis un plan de developpement du champ gazier d'Ikhil, qui offrirait a la ville d'Inuvik un approvisionnement economique et ecologique en energie, mettant ainsi fin a sa dependance envers les produits petroliers importes.

En collaboration avec le secteur energetique et nos collegues du Nord, nous nous efforqons de proteger 1'environnement du Nord. Les projets d'aujourd'hui tiennent compte des principes du developpement durable et responsable, ainsi que de la sante future de 1'environnement et des populations qui en dependent, tant pour le secteur de 1'energie que pour les autres utilisateurs des terres.

L'industrie du gaz et du petrole du Nord continue de creer des emplois et des possibilites d'affaires dans la region. Cela permet l'edification de collectivites plus fortes en offrant aux travailleurs autochtones et non autochtones 1'occasion d'apprendre un metier, de mettre sur pied leur propre entreprise et de trouver du travail pres de chez eux.

Le developpement economique du Nord suit les quatre grands principes exprimes dans le document Rassembler nos forces: le plan d'action du Canada pour les questions autochtones, c'est-a-dire la creation de partenariats, la consolidation de l'exercice des pouvoirs par les Autochtones, l'etablissement d'une nouvelle relation financiere et l'edification de collectivites plus fortes. Nous sommes determines a travailler avec nos partenaires nordiques pour apporter des changements significatifs, qui renforceront les collectivites nordiques sur le plan social et economique.

Jane Stewart

Jane Stewart, c. p., deputee

Terres domaniales du Nord canadien

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord 3
Bilan des ressources découvertes 4
Ressources pétrolières et gazières du Nord 5
Gestion du pétrole et du gaz
Attribution des droits 6
Retombées économiques 6
Mesures environnementales 6
Fonds pour l'étude de l'environnement 7
Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz 7
Recettes pétrolières et gazières perçues 7
Dépenses de prospection et redevances 7
Exploitation et production
Norman Wells 8
Pointed Mountain 8
Bent Horn 8
Kotaneelee 8
Champ de gaz Ikhil 9
Champ de Chance - Yukon 9
Résumé statistique
Tableau de production de pétrole et de gaz 10
Bilan des activités 10
Permis de prospection attribués en 1997 11
Permis de prospection attribués avant 1997 12
Portefeuilles fonciers 14
Bilan des activités régionales 15
Bilan des activités de forage de prospection 16
Bilan des activités de forage de développement 17
Bilan des activités d'abandon de puits 17
Sources d'information
Direction du pétrole et du gaz du Nord 18
Sources additionnelles 19
Cartes
Terres domaniales du Nord canadien 1

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

Pour la troisième année consécutive, l'attribution des droits a attiré de nouveaux investisseurs dans la vallée du Mackenzie. En 1997, neuf permis de prospection ont été délivrés aux societés AEC-West, Canadian Abraxas, Cascade Oil and Gas, Grand River Resources, International Frontier Resources, Murphy Oil et Ranger Oil.

Le cycle d'attribution des droits, commencé en 1996 pour le centre de la vallée du Mackenzie, a donné lieu à des soumissions pour des travaux d'une valeur totale de 35 153 243 $ relativement à sept des onze parcelles désignées. La demande de désignations a suscité des demandes spéciales représentant une superficie totale de 1 070 572 hectares. L'appel d'offres qui a clôturé en mai 1997 a permis l'attribution de permis de prospection représentant une superficie totale de 577 018 hectares.

Deux autres permis de prospection visant la région du delta du Mackenzie on été attribués aux pétrolières Husky Oil et Gulf Canada en échange de 21 permis d'exploration dans la région du cap Bathurst. Le cap Bathurst est situé sur des terres sur lesquelles les Inuvialuit avaient obtenu des droits, y compris les droits d'exploitation du sous-sol, aux termes de la Convention définitive des Inuvialuit (CDI) signée en 1984. L'échange permet au gouvernement de respecter les engagements pris dans le cadre de la CDI et de traiter équitablement les droits d'exploration de l'industrie.

Le Ministère espère, en favorisant le développement des ressources du Nord, diversifier et renforcer l'économie des collectivités nordiques et ainsi appuyer les objectifs des revendications territoriales visant à accroître la participation des Autochtones dans tous les volets de l'économie.

Afin de renforcer ses liens avec les communautés, le Ministère a entrepris l'examen de la procédure d'attribution des droits en collaboration avec les collectivités nordiques intéressés aux activités pétrolières et gazières. Ceci devrait lui permettre de réduire l'incertitude autant pour les communautés que pour l'industrie et d'ouvrir la voie à d'autres initiatives d'attribution des droits pour le centre de la vallée du Mackenzie.

La prospection s'est poursuivie en vertu des permis émis en 1995, en 1996 et en 1997. Six puits d'exploration ont été commencés en 1997 en vertu de permis existants, ce qui porte à sept le nombre de puits d'exploration forés aux termes de permis délivrés depuis 1995. Les droits de prospection accordés expirent si un puits n'est pas creusé dans les quatre ans suivant l'émission du permis. Depuis le 31 décembre, cette exigence a été satisfaite pour six des 28 permis portant cette condition.

Huit activités géophysiques sur le terrain ont été menées en 1997. Le kilométrage total des levés sismiques (449 km) était un peu moins élevé que pour les années précédentes, en raison du forage d'exploration qui gagne en importance au fur et à mesure que les permis des prospection prennent de l'âge.

Un programme de levé sismique tridimensionnel de développement a été effectué sur le gisement Ikhil dans le delta du Mackenzie. Un plan de mise en valeur relatif à ce gisement a été présenté et approuvé en 1997 par l'Office national de l'énergie.

Les activités d'exploration, d'abandon de puits et de forage de développement ont entraîné des dépenses de 46,9 millions de dollars. La création d'emplois et les occasions d'affaires pour les collectivités nordiques se concentrent dans les régions où la prospection se poursuit avec dynamisme particulièrement à Tulita et Norman Wells dans le centre de la vallée du Mackenzie et à Fort Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

La demande annuelle de désignations concernant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie a clôturé en avril 1997. Malgré le riche potentiel et 53 découvertes pétrolières et gazières à exploiter, aucune demande n'a été reçue.

En 1997, le projet de loi fédéral cédant au Yukon la responsabilité d'administrer et de réglementer l'exploitation du pétrole et du gaz naturel dans la partie continentale de ce territoire, conformément à l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, a franchi les étapes de la première et de la deuxième lecture à la Chambre des communes. La troisième lecture et l'entrée en vigueur sont prévues pour 1998.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1997

Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,9
Nombre de permis en vigueur	174
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1997	9
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	574
Production de pétrole (en millions de mètres cubes)	1,585
Dépenses de prospection, de mise en valeur et d'abandon (millions de $)	46,9
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $)	9,8
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées	

Bilan des ressources découvertes

	Pétrole brut (millions de m^3)	Gaz naturel (milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	**345**	**811**

Les activités d'exploration, d'abandon de puits et de forage de développement ont entraîné des dépenses de 46,9 millions de dollars. La création d'emplois et les occasions d'affaires pour les collectivités nordiques se concentrent dans les régions où la prospection se poursuit avec dynamisme particulièrement à Tulita et Norman Wells dans le centre de la vallée du Mackenzie et à Fort Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

La demande annuelle de désignations concernant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie a clôturé en avril 1997. Malgré le riche potentiel et 53 découvertes pétrolières et gazières à exploiter, aucune demande n'a été reçue.

En 1997, le projet de loi fédéral cédant au Yukon la responsabilité d'administrer et de réglementer l'exploitation du pétrole et du gaz naturel dans la partie continentale de ce territoire, conformément à l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, a franchi les étapes de la première et de la deuxième lecture à la Chambre des communes. La troisième lecture et l'entrée en vigueur sont prévues pour 1998.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1997

Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,9
Nombre de permis en vigueur	174
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1997	9
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	574
Production de pétrole (en millions de mètres cubes)	1,585
Dépenses de prospection, de mise en valeur et d'abandon (millions de $)	46,9
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $)	9,8
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées	

Bilan des ressources découvertes

	Pétrole brut (millions de m^3)	Gaz naturel (milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	**345**	**811**

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que dans l'archipel arctique (y compris au large de l'Arctique oriental) sont estimées à environ 345 millions de mètres cubes de pétrole et à 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

En l'absence de nouvelles découvertes, l'estimation des ressources totales restantes diminue à mesure que se poursuit l'exploitation des champs. À la fin de 1997, on estimait que le Nord renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole classique et 24 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel. L'importance des bassins du Nord est encore plus évidente quand on tient compte des ressources non découvertes en pétrole et en gaz classiques (voir le tableau). On estime en effet que le Nord renferme approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en brut léger et en gaz classiques du Canada.

Le tiers du Nord canadien (au nord de 60°N) est couvert de roches sédimentaires. Il renferme des bassins sédimentaires majeurs dont le potentiel pétrolier a été démontré : la partie continentale des territoires comprise entre le Bouclier canadien à l'est et les montagnes Rocheuses à l'ouest (il s'agit en fait de la partie septentrionale du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien); la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et l'archipel arctique (bassin de Sverdrup et bassin franklinien).

À l'extrême nord-ouest, du pétrole et du gaz ont été découverts dans la plaine Eagle au Yukon; à l'est, des ressources en gaz et en condensat ont été trouvées sur la plate-forme continentale au sud-est de l'île de Baffin. Entre ces deux régions, il existe de nombreux bassins et sous-bassins qui ont un potentiel pétrolier, mais qui ont été peu explorés jusqu'à maintenant.

La production de pétrole et de gaz naturel est faible dans le Nord, comparée à celle du sud. Jusqu'à maintenant, le pétrole a été extrait en majeure partie du champ de Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie (et accessoirement du champ de Bent Horn, beaucoup plus petit, situé dans l'archipel arctique). Actuellement, on extrait du gaz de deux champs situés non loin de la frontière de la Colombie-Britannique.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie, fin 1996.

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que dans l'archipel arctique (y compris au large de l'Arctique oriental) sont estimées à environ 345 millions de mètres cubes de pétrole et à 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

En l'absence de nouvelles découvertes, l'estimation des ressources totales restantes diminue à mesure que se poursuit l'exploitation des champs. À la fin de 1997, on estimait que le Nord renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole classique et 24 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel. L'importance des bassins du Nord est encore plus évidente quand on tient compte des ressources non découvertes en pétrole et en gaz classiques (voir le tableau). On estime en effet que le Nord renferme approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en brut léger et en gaz classiques du Canada.

Le tiers du Nord canadien (au nord de 60°N) est couvert de roches sédimentaires. Il renferme des bassins sédimentaires majeurs dont le potentiel pétrolier a été démontré : la partie continentale des territoires comprise entre le Bouclier canadien à l'est et les montagnes Rocheuses à l'ouest (il s'agit en fait de la partie septentrionale du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien); la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et l'archipel arctique (bassin de Sverdrup et bassin franklinien).

À l'extrême nord-ouest, du pétrole et du gaz ont été découverts dans la plaine Eagle au Yukon; à l'est, des ressources en gaz et en condensat ont été trouvées sur la plate-forme continentale au sud-est de l'île de Baffin. Entre ces deux régions, il existe de nombreux bassins et sous-bassins qui ont un potentiel pétrolier, mais qui ont été peu explorés jusqu'à maintenant.

La production de pétrole et de gaz naturel est faible dans le Nord, comparée à celle du sud. Jusqu'à maintenant, le pétrole a été extrait en majeure partie du champ de Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie (et accessoirement du champ de Bent Horn, beaucoup plus petit, situé dans l'archipel arctique). Actuellement, on extrait du gaz de deux champs situés non loin de la frontière de la Colombie-Britannique.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie, fin 1996.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

L'appel d'offres pour le centre de la vallée du Mackenzie, lancé à l'automne 1996, a pris fin en mai 1997. Sept des onze parcelles offertes ont reçu des soumissions pour des travaux d'une valeur totale 35 153 243 $. Les permis de prospection accordés couvrent quelque 577 018 hectares.

En 1994, treize parcelles ont été offertes dans le sud et le centre de la vallée du Mackenzie, entraînant l'attribution de dix permis de prospection pour des soumissions d'une valeur de 27 046 389 $. En 1995, treize autres parcelles ont été offertes dans les mêmes régions et onze permis de prospection ont été émis pour des soumissions d'une valeur totale de 29 660 131 $.

Depuis 1994, 30 nouveaux permis de prospection ont été attribués dans les Territoires du Nord-Ouest couvrant quelques 1 411 068 hectares. Des soumissions de 91 859 763$ ont été reçues. À la fin de 1997, une vingtaine d'entreprises pétrolières et gazières avaient acquis de nouvelles parcelles à explorer dans le Nord.

En 1997, la demande annuelle de désignations pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été lancée en janvier. À la date de clôture, le 4 avril 1997, aucune nouvelle demande spéciale n'avait été reçue.

Le 6 janvier 1997, Husky Oil Operations Ltd. et Gulf Canada Ressources Limitée recevaient deux nouveaux permis de prospection dans le delta du Mackenzie en échange de 21 anciens permis applicables à la région du cap Bathurst, dans les T.N.-O. Ces anciens permis concernaient des terres sur lesquelles les Inuvialuit avaient obtenu des droits, y compris les droits d'exploitation du sous-sol, aux termes de la Convention définitive des Inuvialuit signée en 1984.

L'échange a été conclu avec l'appui des Inuvialuit et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, et a permis au Canada de respecter les engagements pris dans le cadre de la Convention définitive des Inuvialuit, de même que les droits d'exploration de Husky et de Gulf.

Retombées économiques

Le promoteur d'un projet d'exploration et de mise en valeur dans le Nord doit offrir aux résidents du Nord une possibilité pleine et équitable de bénéficier des emplois disponibles, de la formation offerte et des occasions d'affaires qui se présentent, et donner la priorité aux personnes qualifiées habitant dans la région.

La réouverture graduelle de la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest à la prospection pétrolière et gazière commence à générer des emplois et des occasions d'affaires pour les collectivités nordiques.

La collectivité de Fort Liard, en particulier, a vu ses entreprises et le nombre de ses emplois poursuivre leur croissance grâce à l'exploration pétrolière et gazière. En outre, les collectivités du Sahtu dont Tulita et Norman Wells bénéficient des retombées économiques de la reprise des travaux de prospection.

Mesures environnementales

Avant de lancer une demande de désignations, des consultations sont effectuées auprès des Premières nations afin de déterminer les endroits à protéger, notamment ceux auxquels les Autochtones sont attachés par des liens culturels ou spirituels et ceux dont l'environnement peut être sensible. Certains de ces sites peuvent être exclus des terres admissibles à la demande de désignations, ou encore leur utilisation peut être assujettie à certaines conditions au moment de l'autorisation des travaux. La question environnementale est également considérée dans

l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur ces terres. Il n'y a pas eu de frais perçus depuis 1994, aucun nouveau projet n'ayant été lancé. Depuis la création du FEE en 1983, ses administrateurs ont publié 134 rapports, que l'on peut se procurer auprès de l'Office national de l'énergie.

Accord Canada - Yukon sur le pétrole et le gaz

En mai 1993, le gouvernement fédéral et le gouvernement du Yukon ont signé l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, qui cède au Yukon la responsabilité de l'administration et de la réglementation de la prospection et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans la partie continentale de ce territoire. Le Yukon exercera un pouvoir de type provincial une fois que les gouvernements auront donné le feu vert à la mise en oeuvre de l'accord.

Le projet de loi C-8, la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz*, a été déposé à la Chambre des communes le 2 octobre 1997. On en était en fait à une deuxième tentative, le projet de loi C-50 étant mort au Feuilleton au moment du lancement de la campagne électorale en avril 1997. Une fois adopté par le Parlement, l'accord sera mis en oeuvre. La date de mise en oeuvre sera déterminée une fois la sanction royale obtenue.

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1993	1994	1995	1996	1997
Redevances	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982
Loyers	25 755	7 818	7 818	7 525	7 818
Droits d'enregistrement et d'attribution	886	17 897	4 621	14 907	22 464
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	1 050 119	10 576 840	649 000	0
Total	7 102 503	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264

Dépenses de prospection et redevances

Les redevances prélevées auprès de l'industrie sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont chiffrées à environ 10 millions de dollars en 1997. Les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu une partie de ce montant, en vertu des clauses de partage des redevances contenues dans leurs ententes de règlement des revendications territoriales.

Les dépenses de prospection et de mise en valeur se sont élevées à 46.6 millions de dollars.

l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur ces terres. Il n'y a pas eu de frais perçus depuis 1994, aucun nouveau projet n'ayant été lancé. Depuis la création du FEE en 1983, ses administrateurs ont publié 134 rapports, que l'on peut se procurer auprès de l'Office national de l'énergie.

Accord Canada - Yukon sur le pétrole et le gaz

En mai 1993, le gouvernement fédéral et le gouvernement du Yukon ont signé l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, qui cède au Yukon la responsabilité de l'administration et de la réglementation de la prospection et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans la partie continentale de ce territoire. Le Yukon exercera un pouvoir de type provincial une fois que les gouvernements auront donné le feu vert à la mise en oeuvre de l'accord.

Le projet de loi C-8, la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz*, a été déposé à la Chambre des communes le 2 octobre 1997. On en était en fait à une deuxième tentative, le projet de loi C-50 étant mort au Feuilleton au moment du lancement de la campagne électorale en avril 1997. Une fois adopté par le Parlement, l'accord sera mis en oeuvre. La date de mise en oeuvre sera déterminée une fois la sanction royale obtenue.

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1993	1994	1995	1996	1997
Redevances	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982
Loyers	25 755	7 818	7 818	7 525	7 818
Droits d'enregistrement et d'attribution	886	17 897	4 621	14 907	22 464
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	1 050 119	10 576 840	649 000	0
Total	7 102 503	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264

Dépenses de prospection et redevances

Les redevances prélevées auprès de l'industrie sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont chiffrées à environ 10 millions de dollars en 1997. Les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu une partie de ce montant, en vertu des clauses de partage des redevances contenues dans leurs ententes de règlement des revendications territoriales.

Les dépenses de prospection et de mise en valeur se sont élevées à 46.6 millions de dollars.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Le champ pétrolier de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, est situé dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, à mi-chemin entre les régions pétrolifères du nord de l'Alberta et les ressources inexploitées de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Le champ, situé à l'extrémité du gazoduc de Norman Wells, occupe un emplacement stratégique vers lequel convergera la production des gisements de pétrole qui seront découverts dans la section médiane de la vallée du Mackenzie — région qui fait actuellement l'objet d'une intense prospection. La canalisation de 30 cm (12 po) de Pipeline Interprovincial Inc. va du champ de Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta, 866 km au sud. Vers la fin de 1997, le pétrole y était pompé au rythme d'environ 4 770 mètres cubes par jour.

En 1997, la production de pétrole à Norman Wells était de 1,585 x 10^6 mètres cubes, en légère baisse par rapport à l'année précédente, comme on l'avait d'ailleurs prévu. En tout, 135,5 x 10^6 mètres cubes de gaz ont été produits avec le pétrole. Sept puits de développement ont été forés dans le champ de Norman Wells en 1997, dans le cadre d'un programme visant à optimaliser la récupération des réserves connues.

Pointed Mountain

Exploité par Amoco, le champ de gaz de Pointed Mountain est entré en production en 1972. Au plus fort de la production, au milieu des années 1970, il rendait près de 1,0 x 10^9 mètres cubes par an. Puis, la production a baissé de telle sorte qu'en 1988, elle n'était plus que le dixième de ce maximum. Elle s'est maintenue autour de ce niveau jusqu'en 1994, pour ensuite se remettre à chuter.

La production totale de gaz en 1997 était de 33,9 x 10^6 mètres cubes, 72 % du total de l'année précédente. Le gaz brut sortant du seul puits de production est transporté dans un gazoduc jusqu'à Fort Nelson, C.-B., où il rejoint le système de la côte Ouest.

Bent Horn

L'Office national de l'énergie (ONE) a rapporté que le pétrolier *M.V. Arctic*, transportant environ 100 000 barils, a quitté Bent Horn à destination de Montréal le 27 août 1997 avec à son bord le dernier chargement de pétrole brut en provenance de Bent Horn. L'abandon des installations de Bent Horn se poursuit et devrait être terminé en 1999.

Kotaneelee

Le champ de gaz de Kotaneelee, dans le sud-est du Yukon, est exploité par Anderson Oil and Gas. Il est situé à 11 km au nord de la frontière avec la Colombie-Britannique et à environ 30 km au sud-ouest du champ de gaz de Pointed Mountain.

Après avoir connu un faible rendement en 1979 et en 1980, le champ a été mis hors service jusqu'en 1991. La production a atteint un sommet en 1992, et a depuis amorcé la légère diminution à laquelle on s'attend. En 1997, la production totale de gaz naturel était de 404,5 x 10^6 mètres cubes, soit 95 % de la production de 1996. Le gaz provient de deux puits et est acheminé par le gazoduc qui part du champ de Pointed Mountain et se dirige vers le sud.

Champ de gaz Ikhil

Un plan de mise en valeur pour la découverte de gaz Ikhil K-35, dans le delta du Mackenzie, a été soumis à l'Office national de l'énergie (ONE) par la Inuvialuit Petroleum Company.

Le champ est situé à une cinquantaine de kilomètres au nord d'Inuvik et alimentera cette collectivité pour la production d'électricité et pour subvenir à ses besoins en gaz.

Le plan de mise en valeur a été accepté par l'ONE le 23 décembre 1997, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Le gisement permettra de substituer du gaz naturel produit localement à la majeure partie du carburant diesel en provenance d'Edmonton qu'on utilise à Inuvik.

De cette façon, on accroît l'autosuffisance de la région, on gagne en efficacité et on devrait réduire considérablement les coûts de l'énergie. Le gisement facilitera l'atteinte des objectifs de développement durable dans cette collectivité.

Champ de Chance - Yukon

La Northern Cross (Yukon) Ltd. prévoit évaluer, en pénétrant à nouveau dans les puits, la découverte de pétrole Chance sise dans la plaine Eagle du Yukon. Les opérations devraient débuter au printemps 1998.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. Elles sont également ventilées par région. Les données relatives à la prospection, à l'exploitation, à la production et à l'inventaire des ressources qui se trouvent réunies ci-dessous et tout au long du rapport ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (ils ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats, tandis que les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Production de pétrole et de gaz

	1993	1994	1995	1996	1997
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1790,0	1730,0	1697,6	1631,8	1584,6
Bent Horn	56,9	52,9	35,3	39,6	0
Total	1846,9	1782,9	1732,9	1671,4	1584,6
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	99,6	63,6	65,9	47,2	33,9
Norman Wells	133,6	123,9	129,8	132,4	135,5
Kotaneelee	492,3	471,1	442,9	427,5	404,5
Total	725,5	658,6	638,6	607,1	573,9

Bilan des activités

	1993	1994	1995	1996	1997
Permis délivrés	2	0	10	11	9
Puits entamés	0	4*	3	7	13
Mètres forés	0	6 471*	4 850	12 677	17 163
Puits terminés	0	4	3	6	12
Travaux géophysiques effectués	2	0	3	15	8
Levés de sismique-réflexion (en km)	340	0	698	922	449
Mois-installation de forage	0	5*	3	5	20
Dépenses engagées (en millions de $)	15,5	12,4*	16,6	50	46,9

*Corrigés.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. Elles sont également ventilées par région. Les données relatives à la prospection, à l'exploitation, à la production et à l'inventaire des ressources qui se trouvent réunies ci-dessous et tout au long du rapport ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (ils ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats, tandis que les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Production de pétrole et de gaz

	1993	1994	1995	1996	1997
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	1790,0	1730,0	1697,6	1631,8	1584,6
Bent Horn	56,9	52,9	35,3	39,6	0
Total	1846,9	1782,9	1732,9	1671,4	1584,6
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	99,6	63,6	65,9	47,2	33,9
Norman Wells	133,6	123,9	129,8	132,4	135,5
Kotaneelee	492,3	471,1	442,9	427,5	404,5
Total	725,5	658,6	638,6	607,1	573,9

Bilan des activités

	1993	1994	1995	1996	1997
Permis délivrés	2	0	10	11	9
Puits entamés	0	4*	3	7	13
Mètres forés	0	6 471*	4 850	12 677	17 163
Puits terminés	0	4	3	6	12
Travaux géophysiques effectués	2	0	3	15	8
Levés de sismique-réflexion (en km)	340	0	698	922	449
Mois-installation de forage	0	5*	3	5	20
Dépenses engagées (en millions de $)	15,5	12,4*	16,6	50	46,9

*Corrigés.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués en 1997							
Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)				Dépenses prévues dans la soumission
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant		Expiration	
PP 384	85 761	Husky Oil Operations Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	n/a *1
PP 385	128 327	Husky Oil Operations Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	n/a *1
PP 386	114 737	Grand River Resources Inc.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	1 072 000$
PP 387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	9 482 688$
PP 388	30 696	Murphy Oil Company Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	2 831 080$
PP 389	46 738	Canadian Abraxas Petroleum Limited	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	3 101 015$
PP 390	50 938	Ranger Oil Limited	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	6 200 000$
PP 391	71 816	International Frontier Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	4 000 000$
PP 392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	8 466 460$

*1 Échange de terres contre les permis du cap Bathurst.

✓Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2. La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués avant 1997							
Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.) Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique							
PP 297	931 640	CanNat Resources Inc.	1986.07.15	n/a		1998.07.14	n/a [*3]
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort							
PP 317 [1*]	175 810	Pembina Resources	1986.10.05	n/a		n/a	n/a [*3]
PP 329 [1*]	349 982	Amoco Canada Petroleum Limited	1987.09.05	n/a		n/a	
PP 344 [2*]	7 787	Imperial Oil Resources Limited	1987.06.01	n/a		n/a	
PP 355 [2*]	15 351	Imperial Oil Resources Limited	1990.08.01	n/a		1998.08.01	1 500 031$
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale							
PP 362	20 918	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 838 075$
PP 363	9 864	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3 529 000$
PP 364	13 357	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 278 934$
PP 365	20 635	Ocelot Energy Inc.	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 500 000$
PP 366	11 839	Chevron Canada Resources Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 201 200$
PP 367	24 382	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 768 600$

[*1] Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

[2*] Prolongé en raison d'une demande d'attestation de découverte importante.

[*3] Émis à l'origine conformément au Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada.

✓Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2. La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués avant 1997

Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)				Dépenses prévues dans la soumission
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant		Expiration	
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale							
PP 368	23 085	Paramount Resources Ltd.	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	2 800 000$
PP 369	25 737	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8 765 580$
PP 378	23 145	Husky Oil Operations Ltd.	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	3 154 000$
PP 379	24 420	Norcen Energy Resources Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	6 388 731$
PP 380	25 606	Paramount Resources Ltd.	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	2 200 000$
PP 381	21 236	Unocal Canada Exploration Limited	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6 250 000$
PP 382	25 335	Ocelot Energy Inc.	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 100 000$
PP 383	25 515	Shell Canada Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	1 224 400$
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie							
PP 371	75 196	Foxboro Ltd.	1995.06.08	2000.06.07		2004.06.07	1 150 000$
PP 372	88 693	Ranger Oil Limited	1995.05.18	1999.05.17		2003.05.17	3 215 000$
PP 373	99 560	Grand River Resources Inc.	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	1 226 000$
PP 374	138 170	Grand River Resources Inc.	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	1 042 000$
PP 375	3 508	Murphy Oil Company Ltd.	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	2 806 000$
PP 376	86 156	Canadian 88 Resources Corp.	1996.03.27	2000.03.26		2004.03.26	1 200 000$
PP 377	47 693	Ranger Oil Limited	1996.03.27	2000.03.26		2004.03.26	3 069 000$

✓Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2. La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Portefeuilles fonciers					
	1993	1994	1995	1996	1997
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	0	0	10	11	7
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	2	0	0	0	2
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	2	0	10	11	9
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	53	53	63	74	81
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	72	69	68	70
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	149	148	155	165	174
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0,3	0,5	0,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0*1	0	0	0	0,2
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0*1	0	0,3	0,5	0,8
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0	0	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0*1	0*1	0,1	0,1	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	0*1	0,1	0,1	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,2	0,2	0,5	1,0	1,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,1	1,0	0,9	1,1
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,6	2,6	2,8	3,2	4,0

*1 Moins de 0,1 million d'hectares.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des Activités Régionales

	1993	1994	1995	1996	1997
Partie Continentale des Territoires					
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	0	1	6
de développement	0	4	3	6	7
Puits terminés*[1]					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	5
de développement	0	4	3	6	7
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	0	1 309	11 281
Puits de développement	0	0	4 850	11 368	5 882
Installations de forage en exploitation	0	0	1	2	6
Travaux géophysiques effectués	1	0	8	15	7
Levés de sismique-réflexion (en km)	55	0	698	921,5*[2]	449
Dépenses engagées (en millions de $)	11,1	12,8	16,47	33,25	43,55*[3]
Delta du Mackenzie et Mer de Beaufort					
Puits entamés	0	0	0	0	0
Puits terminés	0	0	0	0	0
Mètres forés	0	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	0	0	0	0	1
Travaux géophysiques effectués	1	0	0	0	1
Levés de sismique-réflexion (en km)	285*[2]	0	0	0	199*[2]
Dépenses engagées (en millions de $)	18,9	4	0,04	3,5	3,05
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique					
Puits entamés	0	0	0	0	0
Puits terminés	0	0	0	0	0
Mètres forés	0	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	0	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de $)	0,4	0	0,1	13,0 *[4]	0

*[1]Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*[2]Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*[3]Comprend deux puits abandonnés au Yukon.

*[4]Coûts estimés pour l'abandon de quatre puits dont deux à Bent Horn.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités de forage de prospection			
Nom du puits	**Coordonnées Latitude/Longitude**	**État des travaux**	**Profondeur totale**
Partie continentale des Territoires			
Ucel OEI Liard K-02	60°11'33,8" N 123°31'10,2" O	Achevé : démarrage 1996.12.14; retrait des installations de forage 1997.01.20 (Cactus #1)	1657 m
Paramount Bovie C-76	60°15'14,8" N 122°59'22,3" O	Achevé : démarrage 1997.01.16; retrait des installations de forage 1997.03.30 (Kenting #22)	3220 m
Paramount Bovie C-76 (Réentrée)	60°15'14,8" N 122°59'22,3" O	Réentrée : démarrage 1997.12.18 (installation de forage Alberta Gold #30)	3220 m
OEI Liard N-60	60°19'55,3" N 123°10'36,0" O	Achevé : démarrage 1997.12.12; retrait des installations de forage 1997.12.25 (Precision #403)	835 m
Ranger Fort Liard P-66	60°35'55,7" N 123°41'25,3" O	Achevé : démarrage 1997.01.10; retrait des installations de forage 1997.07.13 (Cactus #26E)	3121 m
Ranger Fort Liard P-66A	60°35'55,7" N 123°41'25,3" O	Forage : démarrage 1997.07.14 (installations de forage Cactus #26E)	3500 m
Murphy Discovery Ridge H-55	65°24'15,7" N 126°54'25,0" O	Achevé : démarrage 1997.02.26; retrait des installations de forage 1997.03.12 (Shehtah #1)	580 m
IPC et al Ikhil K-35 (reconditionnement)	68°44'43,7" N 134°09'16,1" O	Achevé : démarrage 1997.02.22; retrait des installations de forage 1997.03.12 (Roll'n #12)	1540 m
Ranger Nota Creek C-17	65°06'01,0" N 126°02'56,0" O	Forage : démarrage 1997.12.20 (installation de forage Shehtah #1)	À être déterminé

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités de forage de développement

Nom du puits	Coordonnées Latitude/Longitude	État des travaux	Profondeur totale
Partie continentale des Territoires			
Imp Norman Wells P-32X (producteur)	65°15'28,9" N 126°53'56,4" O	Achevé : démarrage 1997.06.16; retrait des installations de forage 1997.07.07 (Shehtah #1)	960 m
Imp Norman Wells M-42X (producteur)	65°15'30,8" N 126°52'30,9" O	Achevé : démarrage 1997.07.13; retrait des installations de forage 1997.08.16 (Shehtah #1)	781 m
Imp Norman Wells M-39X (producteur)	65°15'30,7" N 126°52'31,0" O	Achevé : démarrage 1997.08.17; retrait des installations de forage 1997.08.29 (Shehtah #1)	945 m
Imp Norman Wells N-40X (injecteur)	65°15'30,5" N 126°52'31,2" O	Achevé : démarrage 1997.08.30; retrait des installations de forage 1997.09.05 (Shehtah #1)	750 m
Imp Norman Wells O-40X (producteur)	65°15'30,4" N 126°52'31,3" O	Achevé : démarrage 1997.09.07; retrait des installations de forage 1997.09.13 (Shehtah #1)	811 m
Imp Norman Wells Q-37X (producteur)	65°15'28,9" N 126°53'55,9" O	Achevé : démarrage 1997.09.15; retrait des installations de forage 1997.09.21 (Shehtah #1)	739 m
Imp Norman Wells O-38X (producteur)	65°15'28,9" N 126°53'55,6" O	Achevé : démarrage 1997.09.22; retrait des installations de forage 1997.09.29 (Shehtah #1)	896 m

Bilan des activités d'abandon de puits

Partie continentale du Yukon			
Columbia et al Kotaneelee YT E-37	60°06'27,0" N 124°07'16,0" O	Abandonné 1997.08.17	4191,0 m
CS et al N. Beaver R. YT I-27	60°06'40,6" N 124°03'53,3" O	Abandonné 1997.09.26	4418,1 m
Delta du Mackenzie et Mer de Beaufort			
SUN SOBC BVX et al Garry P-04	69°23'45,8" N 135°30'19,4" O	Abandonné 1997.03.30	3352,8 m
SUN CCL BVX et al Garry G-07	69°26'23,0" N 135°30'56,0"O	Abandonné 1997.03.29	4021,2 m

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA, Ontario
Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant au Chef, Attribution des droits et Politiques (819) 994-1606.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire (819) 953-8490.

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef (819) 953-8722.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale : 6^{e} étage, 10 rue Wellington, Hull (Québec)
Téléphone :(819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet :http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html

Sources Additionnelles

Office national de l'énergie

Energy Plaza
311, 6e Ave. s.o.
Calgary (Alberta)
Canada T2P 3H2
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre :

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son Bureau du soutien à la réglementation ;
- l'accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques, à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de son Bureau d'information sur les terres domaniales;
- des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la Direction générale de l'environnement.

On peut accéder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60 ° degré en communiquant avec l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Commission géologique du Canada, 3303, 33e Rue n.o. Calgary (Alberta) T2L 2A7. Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377.

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du Centre géoscientifique de l'Atlantique Institut océanographique de Bedford, Entreposage des carottes et laboratoire, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2.
Téléphone : (902) 426-6127 Télécopieur : (902) 426-6186.

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au Directeur général, Bureau de recherche et développement énergétique, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4.
Téléphone : (613) 995-8860 Télécopieur : (613) 995-6146.